

**ANÁLISE DA APLICAÇÃO DA REVISIBILIDADE
NO SEGUNDO SEMESTRE
DE 2007 E EM 2008**

Janeiro/2010

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	1
2	ANÁLISE DO CÁLCULO DO AJUSTAMENTO ANUAL	3
2.1	Valores apurados	3
2.2	Factores determinantes nos ajustamentos aos CMEC	5
2.2.1	Quantidades de energia vendida	5
2.2.2	Receita unitária.....	5
2.2.3	Custos variáveis unitários	8
2.2.4	Margem de exploração.....	9
3	COMPARAÇÃO ENTRE CUSTOS DOS CAE COM CMEC E SEM CMEC.....	13
4	COMENTÁRIOS FINAIS	15

1 ENQUADRAMENTO

Com o fim dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) os contraentes, REN ou produtores, ficam com o direito de receber, a partir da data da respectiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária designada por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), a qual se manterá até ao ano 2027.

Os CMEC têm subjacente uma parcela fixa e uma parcela de acerto:

- Parcela fixa – corresponde a uma renda fixa anual, de forma a permitir o alisamento dos custos com os CAE, isto é, os consumidores actuais são “subsidiados” pelos consumidores do futuro.
- Parcela de acerto¹ – corresponde aos ajustamentos aos valores dos CMEC, incluindo o valor anual dos ajustamentos correspondentes à revisibilidade.

O ajustamento aos CMEC, ou revisibilidade, decorre da aplicação da fórmula que se segue.

Ajustamento sobre o encargo fixo: Produto do encargo fixo ocorrido e da diferença entre os factores de disponibilidades ocorridos e os ajustados de modo a considerar variações dos factores que definem o encargo fixo.

$$\text{Revisão}_{ki} = \left[\sum_{m=1}^{12} EF_{kmi} \times (Km_{kmi} - Kp_{kmi}) \right] + \left\{ \left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki} \right] \times \frac{I_i}{I_{ref}} - \left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VV_{kimh} \times PV_{imh}) - VV_{kim} \times EVV_{kim} \right] + GP_{ki} + SS_{ki} \right\}$$

Ajustamento sobre a margem de mercado: Diferença entre a margem de mercado prevista e ocorrida tendo em conta as simulações do Valorágua

Como se pode observar este ajustamento resulta da soma de duas parcelas: o ajustamento sobre os encargos fixos e o ajustamento sobre a margem de mercado. A margem de mercado é dada pela diferença entre as receitas de exploração e os custos de exploração.

Os encargos fixos são calculados tendo por base a remuneração em cada ano do investimento nas centrais, tal como definido nos respectivos CAE, tendo em conta um valor teórico de disponibilidade, sendo ajustados de modo a considerar, entre outras coisas, os investimentos extraordinários e alterações de legislação que implique o aumento dos custos fixos.

¹ A parcela de acerto inclui a parcela de ajustamentos anuais (corresponde à revisibilidade), a parcela de acertos de facturação e a parcela de ajustamento final (que será aplicada 11 anos após o início da implementação dos CMEC)

As receitas são calculadas com base num conjunto de pressupostos (rendimentos de centrais, emissões de CO₂, etc.) definidos *a priori*, através da aplicação do modelo Valoragua.

Este trabalho pretende:

- Analisar a aplicação do modelo previsto na legislação, comparando com os resultados ocorridos.
- Monitorizar a evolução dos custos dos centros electroprodutores sujeitos a CMEC.

2 ANÁLISE DO CÁLCULO DO AJUSTAMENTO ANUAL

Neste ponto pretende-se comparar o valor dos ajustamentos aos CMEC calculados com base em dados do modelo Valorágua (Decreto-Lei n.º 240/2004) com os valores calculados base em dados reais face ao valor inicialmente previsto.

2.1 VALORES APURADOS

De forma a apurar os desvios dos valores dos CMEC recalcularam-se os custos que teriam sido obtidos, caso o mecanismo de revisibilidade não fosse aplicado com base no modelo Valorágua e nos pressupostos para as emissões de CO₂, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, com base no seguinte:

- Produção e vendas ocorridas em cada hora (cálculo ERSE com base em dados Omel - produção líquida, deduzida de bombagem);
- Custos de produção ocorridos (custos unitários semanais por central utilizados no cálculo da revisibilidade multiplicados pelas respectivas produções);
- Custos de CO₂ ocorridos (diferença entre as licenças atribuídas e as consumidas no ano multiplicada pelo preço médio ponderado de mercado do ano);
- Receitas do sistema e encargos fixos de acordo com valores considerados no cálculo da revisibilidade (assinalados a vermelho no quadro seguinte).

No Quadro 2-1, pode observar-se que o ajustamento apurado em 2007 entre o valor inicial e o valor calculado com o modelo Valorágua é superior ao ajustamento com base nos valores ocorridos, no entanto, em 2008 a situação é inversa.

Quadro 2-1 – Valores apurados

Unidade: 10³ Eur

		2.º semestre 2007					2008				
		Valor apurado para a revisibilidade de 2007 com o Valorágua (b)	Cálculo valor inicial dos CMEC (a)	Valor definido para Ajustamento (c)=(a)-(b)	Valores ocorridos (d)	Novo valor definido para Ajustamento (e)=(a)-(d)	Valor apurado para a revisibilidade de 2008 com o Valorágua (b)	Cálculo valor inicial dos CMEC (a)	Valor definido para Ajustamento (c)=(a)-(b)	Valores ocorridos (d)	Novo valor definido para Ajustamento (e)=(a)-(d)
Receitas de mercado											
1.1	Centrais hídricas	157 809	184 522	-26 713	193 978	9 456	398 879	490 498	-91 619	452 795	-37 703
1.2	Centrais térmicas	278 565	274 538	4 027	295 475	20 937	657 043	449 629	207 414	574 168	124 539
1 = 1.1+1.2	Total	436 374	459 060	-22686	489 454	30 394	1 055 922	940 127	115 795	1 026 963	86 836
Custos de exploração (CE) + CO₂											
2.1	Centrais térmicas CE (Comb. + O&M)	185 683	115 520	70 163	209 576	94 056	401 503	188 208	213 295	439 024	250 816
2.2	Centrais térmicas CO ₂	-77	-334	257	-133	201	11 071	-29 002	40 073	-8 941	20 061
2 = 2.1+2.2	Total	185 606	115 186	70 420	209 443	94 257	412 574	159 206	253 368	430 084	270 878
Margem de exploração											
3.1=1.1	Centrais hídricas	157 809	184 522	-26 713	193 978	9 456	398 879	490 498	-91 619	452 795	-37 703
3.2=1.2-2	Centrais térmicas	92 959	159 352	-66 393	86 033	-73 319	244 469	290 423	-45 954	144 084	-146 339
3 = 1-2	Total	250 768	343 874	-93 106	280 011	-63 863	643 348	780 921	-137 573	596 879	-184 042
Receitas de serviço de sistema											
4.1	Centrais hídricas	13 100	0	13 100	13 100	13 100	28 069	0	28 069	28 069	28 069
4.2	Centrais térmicas	3 261	0	3 261	3 261	3 261	7 716	0	7 716	7 716	7 716
4 = 4.1+4.2	Total	16 361	0	16 361	16 361	16 361	35 785	0	35 785	35 785	35 785
Encargo fixo (EF) e Outros Encargos (OE)											
5.1	Centrais hídricas EF	269 386	261 876	7 510	269 386	7 510	535 756	521 086	14 670	535 756	14 670
5.2	Centrais térmicas EF	195 463	183 481	11 982	195 463	11 982	411 109	381 427	29 682	411 109	29 682
5.3	Centrais hídricas OE	833	0	833	833	19 492	2 682	790	1 892	2 682	44 352
5.4	Centrais térmicas OE	13 358	8 865	4 493	13 358	4 493	29 990	16 314	13 676	29 990	13 676
5 = 5.1+5.2+5.3+5.4	Total	479 040	454 222	24 818	479 040	24 818	979 537	919 617	59 920	979 537	59 920
Ajustamento total do montante dos CMEC											
6.1 = 5.1+5.3-4.1-3.1	Centrais hídricas	99 310	77 355	21 955	63 141	-14 214	111 490	31 379	80 111	57 574	26 195
6.2 = 5.2+5.4-4.2-3.2	Centrais térmicas	112 601	32 995	79 606	119 527	86 532	188 914	107 319	81 595	289 299	181 980
6 = 6.1+6.2	Total	211 911	110 350	101 561	182 668	72 318	300 404	138 698	161 706	346 873	208 175

Fonte: EDP SU e ERSE

2.2 FACTORES DETERMINANTES NOS AJUSTAMENTOS AOS CMEC

Os principais factores susceptíveis de criarem diferenças no apuramento dos ajustamentos aos CMEC são os seguintes:

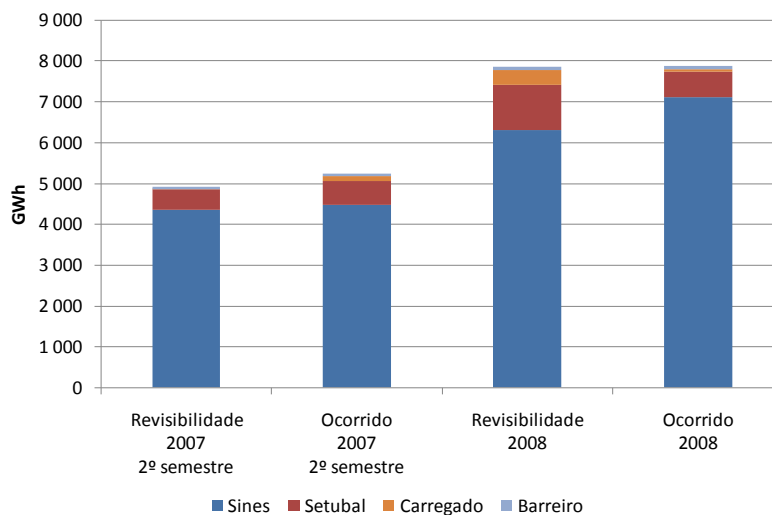
- Quantidades de energia vendida;
- Receita unitária;
- Valores médios ponderados dos custos variáveis por unidade produzida;
- Licenças de emissão de CO₂.

De seguida apresentam-se, para cada factor, as evoluções ocorridas em 2007 e 2008.

2.2.1 QUANTIDADES DE ENERGIA VENDIDA

As quantidades das centrais térmicas foram substancialmente superiores em 2007 face aos valores decorrentes do VALORAGUA e aplicados no cálculo da revisibilidade. Em 2008, a produção das mesmas centrais foi ligeiramente inferior, conforme mostra a Figura 2-1.

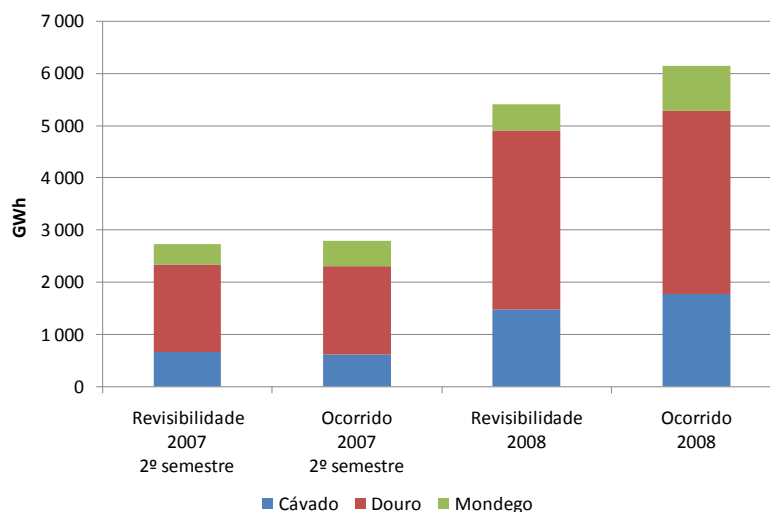
Figura 2-1 – Quantidades Centrais Térmicas



Fonte: EDP SU e ERSE

No que respeita às centrais hídricas, a situação foi oposta, ou seja, em 2007 as produções ocorridas das centrais hídricas foram ligeiramente inferiores ao estipulado pelo modelo Valorágua e em 2008 substancialmente mais elevadas.

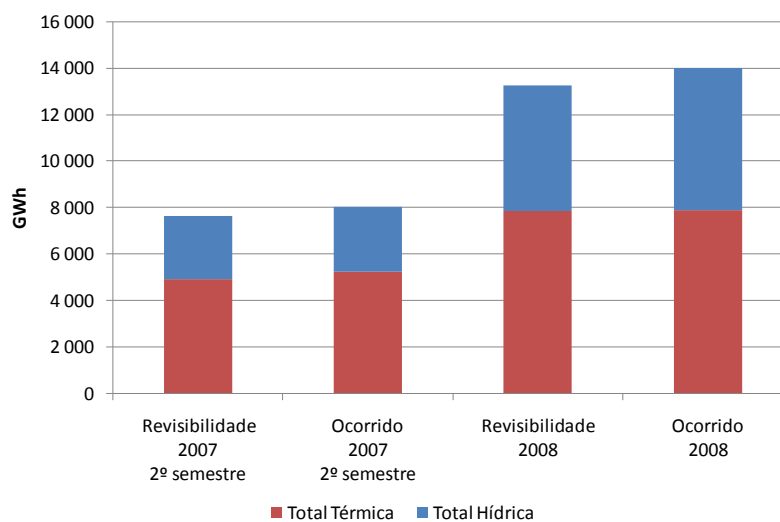
Figura 2-2 – Quantidades Centrais Hídricas



Fonte: EDP SU e ERSE

Porém, em termos globais as quantidades de energia eléctrica produzidas decorrentes da aplicação do modelo Valorágua foram inferiores às quantidades realmente vendidas. Tendo em conta que na simulação do modelo Valorágua o nível de consumo é o ocorrido e que as produções das renováveis são um dado externo, a diferença resulta do modelo Valorágua estimar um nível de importações superior ao realmente ocorrido.

Figura 2-3 – Quantidades totais



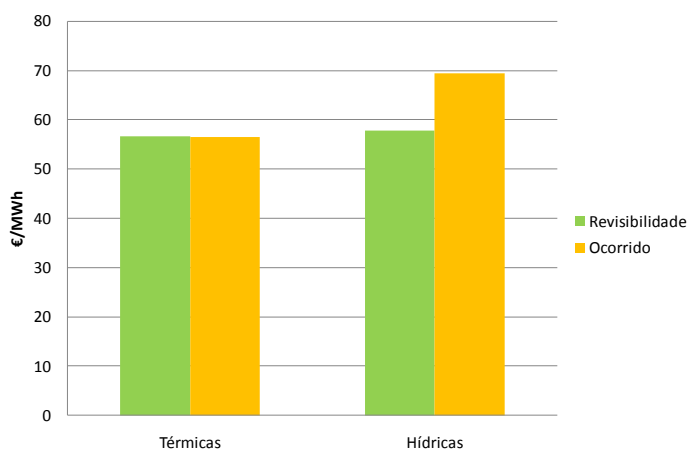
2.2.2 RECEITA UNITÁRIA

Em termos de receita unitária, o valor das centrais térmicas em 2007 foi muito próximo do valor implícito no cálculo da revisibilidade. No que diz respeito às centrais hídricas, a receita unitária foi substancialmente mais elevada.

Para 2008, a receita unitária obtida nas centrais térmicas foi inferior ao valor implícito no cálculo da revisibilidade. Sublinhe-se que em 2008, a central de Sines, central de base, produziu mais do que o implícito no cálculo da revisibilidade. Nas centrais hídricas, a receita unitária foi muito próxima da decorrente do Valorágua.

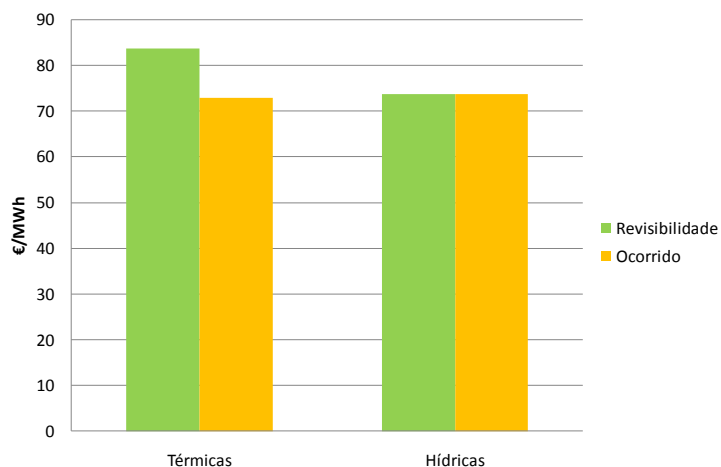
As figuras seguintes ilustram de forma paradigmática as situações mencionadas.

Figura 2-4 – Receita Unitária das Centrais no segundo semestre de 2007



Fonte: EDP SU e ERSE

Figura 2-5 - Receita Unitária das Centrais em 2008

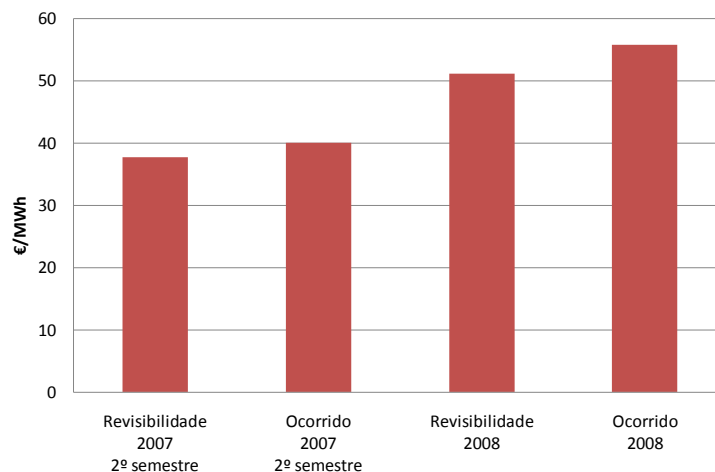


Fonte: EDP SU e ERSE

2.2.3 CUSTOS VARIÁVEIS UNITÁRIOS

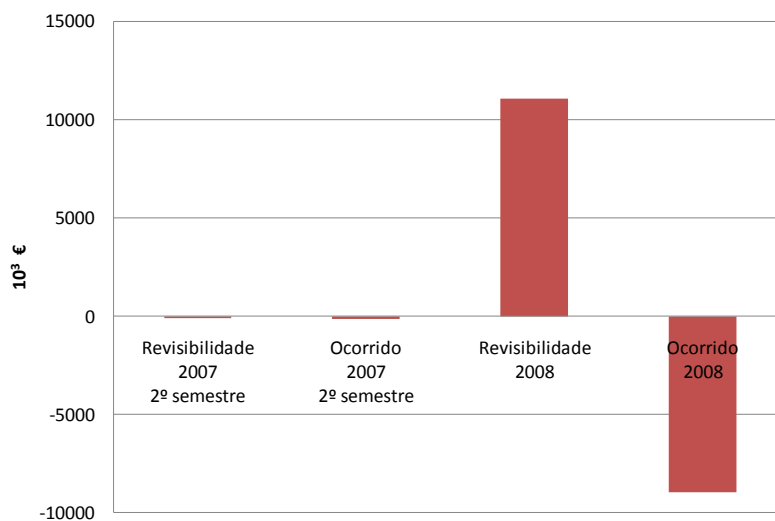
Em relação aos custos unitários (sem CO₂), os valores obtidos em 2007 e 2008 foram superiores aos valores ocorridos, conforme mostra a Figura 2-6.

Figura 2-6 – Custos variáveis unitários



Fonte: EDP SU e ERSE

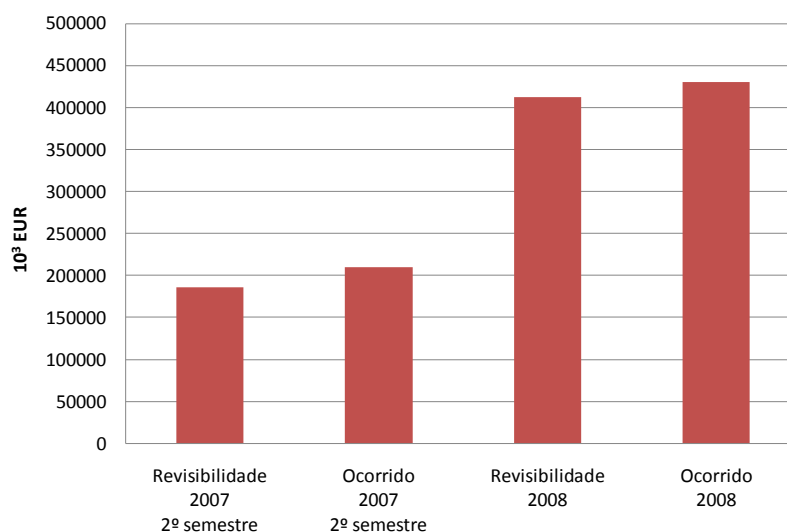
No entanto, na análise destes custos importa considerar o efeito das licenças de CO₂. Para efeitos de revisibilidade, o modelo estimou um custo com licenças de emissão de CO₂, quando na realidade ocorreu um proveito.

Figura 2-7 - Licenças de emissão de CO₂

Fonte: EDP SU e ERSE

Na totalidade, os custos variáveis, incluindo CO₂, apresentam a mesma tendência que os custos variáveis unitários, de acordo com a figura seguinte.

Figura 2-8 – Custos variáveis totais

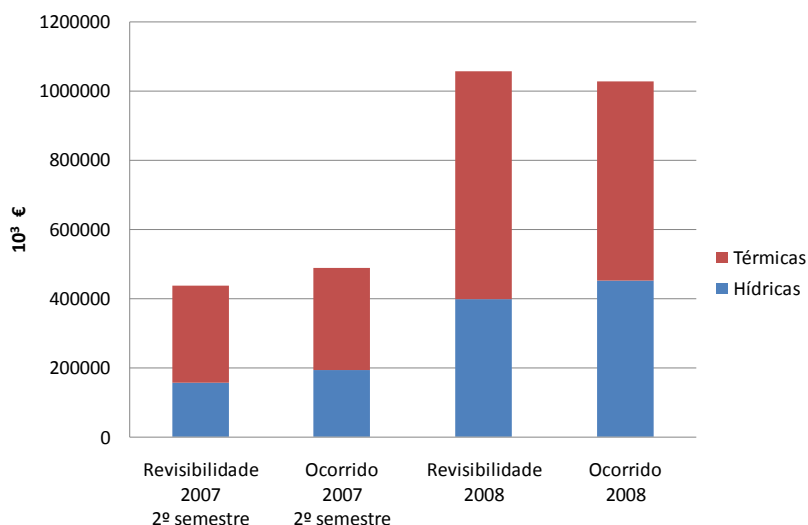


Fonte: EDP SU e ERSE

2.2.4 MARGEM DE EXPLORAÇÃO

Face aos dados apresentados nos pontos anteriores, pode-se concluir que as receitas totais em 2007 são mais elevadas do que as implícitas no cálculo da revisibilidade, principalmente devido à maior quantidade produzida. Contrariamente, em 2008, o menor valor das receitas unitárias das centrais térmicas face ao Valorágua, provocou uma quebra nas receitas totais.

Figura 2-9 – Receitas totais

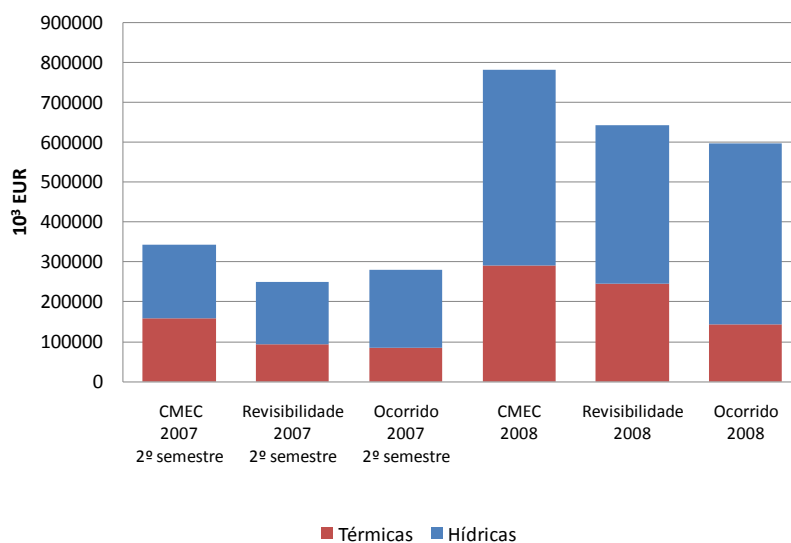


Fonte: EDP SU e ERSE

Em relação à margem de exploração, tanto em 2007 como em 2008, os valores ocorridos foram inferiores aos inicialmente previstos aquando da negociação dos CMEC.

Porém, a margem de exploração ocorrida em 2007 foi superior aos valores constantes da revisibilidade calculada pelo modelo Valorágua, modelo que foi definido para minimizar os custos do sistema, o que poderá não significar a maximização da margem de exploração, designadamente num contexto em que haja qualquer exercício de poder de mercado. Em 2008, verificou-se o contrário, conforme mostra a figura seguinte.

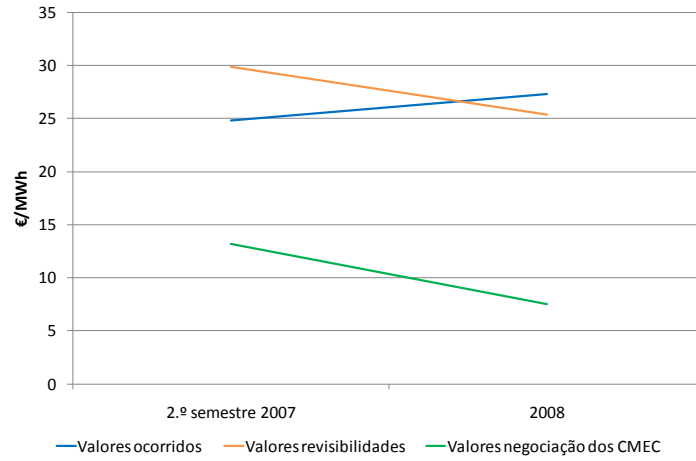
Figura 2-10 – Margem de exploração



Fonte: EDP SU e ERSE

Em termos unitários, os custos totais (encargo fixo e variável) com as centrais abrangidas pelos CAE deduzidos das receitas de mercado foram substancialmente superiores ao previsto.

Figura 2-11 – Custos unitários das centrais com CMEC deduzidos das receitas unitárias

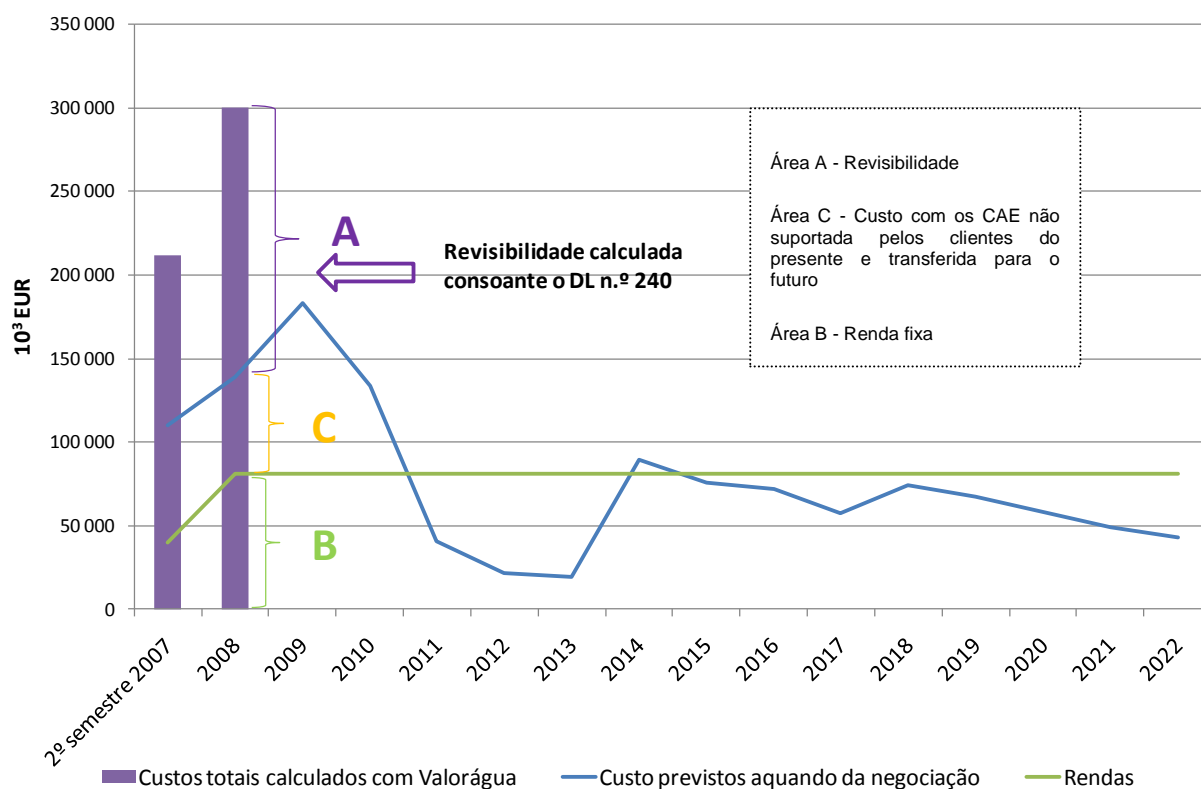


3 COMPARAÇÃO ENTRE CUSTOS DOS CAE COM CMEC E SEM CMEC

Os custos totais dos CMEC correspondem à soma da parcela fixa e da parcela de acerto². Em 2007 a parcela fixa foi de 39,854 milhões de euros e em 2008 foi de 81,185 milhões de euros. A estes valores é somada a parcela da revisibilidade.

Na Figura 3-1, pode-se observar a evolução ocorrida e prevista dos custos com os CMEC. Registe-se que os custos os ajustamentos não incluem os encargos financeiros calculados para efeitos de ajustamentos.

**Figura 3-1 – Custos com CMEC
(preços correntes)**



Fonte: EDP Serviço Universal e REN

Observa-se que o fim dos CMEC resultaria num aumento significativo dos custos com os CAE, dado pela área C. Por outro lado, aquando da definição dos CMEC, previu-se que em 2011, ao fim do CAE do Carregado, os custos com os CAE fossem inferiores ao termo fixo dos CMEC. No entanto, face à fraca

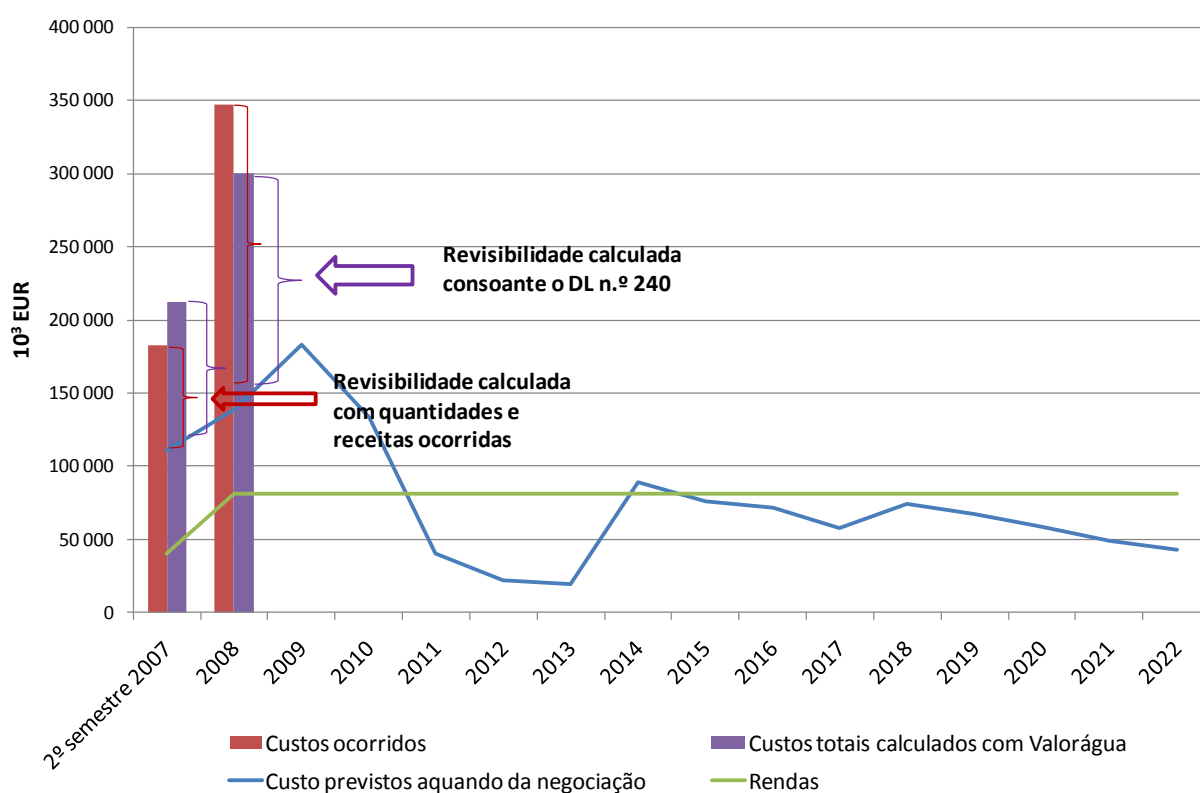
² A parcela de acerto inclui a parcela de ajustamentos anuais (corresponde à revisibilidade), a parcela de acertos de facturação e a parcela de ajustamento final (que será aplicada 11 anos após o início da implementação dos CMEC).

competitividade das centrais enquadradas pelos CMEC, verificada até 2008, não está garantido que aquela situação se verifique.

Registe-se que o grande aumento dos custos a partir de 2014 deve-se ao fim dos CAE dos aproveitamentos hidroeléctricos de Miranda, Picote e Bemposta, que contribuem positivamente para a diminuição dos custos com os CMEC.

Na Figura 3-2 comparam-se os custos com os CMEC e os respectivos ajustamentos calculados através do modelo Valorágua e com os valores que se obtêm utilizando os dados ocorridos.

Figura 3-2 – Custos com CMEC versus custos com CAE



Fonte: EDP SU, REN e ERSE

Conclui-se que a aplicação do modelo Valorágua apresenta valores de revisibilidade diferentes do que se obtêm com dados reais. Estas diferenças apresentam sinais contrários em 2007 e em 2008. No entanto no cômputo global para este período de 18 meses, os valores ocorridos são superiores aos resultantes da aplicação do modelo Valorágua. Registe-se igualmente que o modelo apresenta uma maior estabilidade inter-anual.

4 COMENTÁRIOS FINAIS

A análise efectuada evidencia os seguintes aspectos:

1. O cálculo da revisibilidade através do modelo Valorágua não garante sempre custos menores. Após os primeiros 18 meses de aplicação, a aplicação do modelo apresenta valores de revisibilidade diferentes dos que se obtêm com dados reais, sendo que as diferenças apresentam sinais contrários em 2007 e em 2008. Este facto decorreu de:
 - As quantidades produzidas serem maiores do que o estimado através do modelo Valorágua. Sublinhe-se que no modelo Valorágua as importações são estimadas pelo modelo e não correspondem aos valores ocorridos.
 - Os custos com as licenças de CO₂ são menores do que o ocorrido. A metodologia de cálculo das licenças de CO₂, baseada em valores teóricos de emissões, sobrestimou as quantidades emitidas de CO₂.
2. A aplicação de um modelo teórico de valorização da produção das centrais com CMEC pode gerar benefícios em termos de limitação de estratégias anti-competitivas que não foram objecto da presente análise.
3. Os custos com os CMEC estão a ser superiores ao inicialmente previsto. Com efeito, a falta de competitividade das centrais com CMEC pode levar a que os custos com os CMEC (parcela fixa + revisibilidade) apenas possa ser inferior aos custos reais destas centrais muito depois de 2011, data inicialmente prevista para se inverter a subsidiação.
4. O período analisado, de 18 meses, é muito curto para a construção de conclusões definitivas. Aspecto que é particularmente reforçado se se considerar a extrema volatilidade dos mercados energéticos exibida durante o ano de 2008. Assim, justifica-se a monitorização periódica da evolução deste processo.